

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников
« 14 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Технология сооружения межпромыслового трубопровода с внутренним
антикоррозионным покрытием»

Руководитель

к.т.н., доцент

А.Н. Сокольников

Выпускник

08.06.17

С.А. Юров

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Технология сооружения межпромыслового трубопровода с внутренним
антикоррозионным покрытием»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

8.06.17



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

2.06.17



Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

14.06.17



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа студента С.А. Юрова на тему «Технология сооружения межпромыслового трубопровода с внутренним антикоррозионным покрытием» состоит из 73 страниц расчетно-пояснительной записки, 26 использованных источников, 7 листов графического материала, из них 1 – в виде чертежа и 6 – в виде плакатов.

МЕЖПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОД, ТЕХНОЛОГИЯ
СООРУЖЕНИЯ, ВНУТРЕННЕЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ.

Работа состоит в технологии сооружения межпромыслового трубопровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе, подготовительных, земляных и сварных работах также приводится расчет нефтепровода.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведен анализ вредных и опасных факторов, указаны методы и средства защиты от производственных опасностей.

В экономической части рассмотрены экономические проблемы транспорта нефти по межпромысловому нефтепроводу. На основе рассчитанных технологических показателей транспорта нефти определены объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат, приведены расчеты экономической эффективности инвестиций.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Краткая характеристика района строительства	7
1.1 Физико-географическая характеристика района	7
1.2 Климатическая характеристика	8
2 Технологическая часть	10
2.1 Технологическая последовательность	13
2.2 Подготовительные работы	14
2.3. Основные работы	16
2.3.1. Земляные работы.....	16
2.3.2 Работы по рекультивации земель.....	17
2.3.3 Свайные работы.....	18
2.3.4 Изоляционные работы, укладка трубопровода.....	19
2.3.5 Сварочно-монтажные работы.....	21
2.3.6 Переходы через болота.....	23
2.4 Заключительные работы.....	25
3 Расчетная часть.....	29
3.1 Проверка на прочность нефтепровода	29
3.2 Проверка деформаций нефтепровода	31
3.3 Проверка общей устойчивости нефтепровода	33
4 Безопасность жизнедеятельности.....	39
4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	39
4.2 Охрана труда при производстве работ.....	41
4.3 Обеспечение безопасности технологического процесса	43
4.4 Санитарно-гигиенические требования к помещению.....	44
4.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ..	46
4.6 Защита работающих в условиях отрицательных температур	47

4.7 Защита работающих от солнечной радиации и гнуса	47
4.8 Пожарная безопасность	48
4.9 Расчет искусственного освещения вагона-бытовки	49
5 Экономическая часть	52
5.1 Расчет капитальных вложений	52
5.2 Расчет эксплуатационных затрат.....	65
5.3 Расчет прибыли от проекта	66
5.4 Расчет показателей экономической эффективности	66
Заключение	70
Список использованных источников	71

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ: возможность повсеместной укладки трубопровода, низкая себестоимость транспортировки, сохранность качества благодаря полной герметизации трубы, меньшая материала-капиталоёмкость, полная автоматизация операций по наливу, перекачки, транспортировки и сливу, малочисленность обслуживающего персонала, непрерывность процесса перекачки, отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду.

Главной особенностью строительства трубопроводов является разнообразие природно-климатических и гидрологических характеристик местности вдоль трассы, что требует конструктивных и технологических решений при прокладке линейной части трубопроводов

Межпромысловый нефтепровод будет проложен от куста до точки врезки в нефтегазосборный коллектор.

Настоящий дипломный проект рассматривает технологию сооружения нефтепровода в условиях севера – многолетнемерзлых грунтов.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведен анализ вредных и опасных факторов действующих на инженера-проектировщика, трубопроводчика линейного, произведен расчет требуемого освещения и указаны методы и средства защиты от производственных опасностей.

В экономическом разделе произведен расчет годовых эксплуатационных затрат на обслуживание и единовременных капитальных вложений в строительство межпромыслового трубопровода.

1 Краткая характеристика района строительства

1.1 Физико-географическая характеристика района

В административном отношении район работ расположен на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, Пуровского района, Северо-Карамовского месторождения.

Территория района работ до ближайшего участка расположена в 35 км от города Муравленко по воздушной линии.

Растительный покров представлен в основном хвойными лесами. На болотах распространены мхи, кустарниковая растительность. Леса образованы главным образом сосной, елью, березой и кедром. Высота деревьев не превышает 25 м. На болотах растут мелкие редкие сосновые леса и поросль высотой до 5 м.

Гидрография представлена большим количеством рек, ручьев и притоков без названия. Рельеф местности равнинный. Транспортная сеть представлена сетью внутрипромысловых дорог с твердым покрытием, а также полевыми дорогами и зимниками, использовавшимися для доставки грузов при строительстве различных объектов и бурении разведочных скважин на месторождении.

Источники техногенного воздействия на окружающую среду в пределах месторождения представлены тремя классами: площадными (кустовые площадки, технологические объекты, карьеры, площадки бурения), линейными (автодороги, трубопроводы и линии электропередач) и точечными (разливы нефти, вод).

Трубопровод нефтегазосборный «куст» – точка врезки. Начало трассы соответствует кусту скважин, конец трассы соответствует точке врезки. Трасса проходит по кустарничку, моховой, луговой, влаголюбивой растительности. Частично по болоту, песку. На своем протяжении трасса пересекает дорогу.

Абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах от 83,34 до 88,98 м. Перепад высот составляет 5,64 м.

1.2 Климатическая характеристика

Для характеристики района изысканий использованы данные наблюдений ближайшей метеорологической станции Кочевые.

Климатические особенности территории определяются ее географическим положением и взаимодействием основных климатообразующих факторов: характера перемещения воздушных масс, термического режима и количества выпадающих осадков.

Климат района характеризуется суровой, продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким безморозным периодом, резким колебанием температур в течение года, месяца и даже суток. Рассматриваемая территория относится к 1 климатическому району [1].

Многолетняя средняя годовая температура в рассматриваемом районе – минус 4,4 °С. Самым холодным месяцем в году являются январь с температурой минус 24,8 °С. В течение всех зимних месяцев (декабрь – февраль), средняя суточная температура бывает ниже минус 19 °С. Самым теплым месяцем является июль с температурой 16,9 °С (таблица 1).

Таблица 1 – Среднемесячная и среднегодовая температуры воздуха (м/с г. Нижневартовск)

Среднее значение температуры, °С												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-24,8	-23,2	-13,0	-4,9	1,9	11,4	16,9	12,6	7,1	-3,9	-12,7	-19,8	-4,4

Ветровой режим определяет условия распространения загрязняющих веществ, и (наряду с температурой и влажностью) комфортность климата в том числе, и для проведения строительных работ. Среднегодовые скорости ветра составляют 2,8 м/с. Годовой ход скорости ветра выражен не очень существенно.

2 Технологическая часть

С целью повышения надежности и экологической безопасности для строительства нефтегазопроводов предусматриваются трубы стальные бесшовные нефтегазосборные повышенной коррозионной надежности из стали 13ХФА с наружным трехслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена и внутренним покрытием на основе порошковых эпоксидных композиций для подземных участков [2].

Защита линейной части от коррозии и внутренних загрязнений является необходимым условием долговременного, экологически безопасного и экономичного функционирования трубопроводной системы.

Система защиты от коррозии влияет не только на срок службы, но и на стоимость эксплуатации, технического обслуживания, расходы на прокачку, пропускную способность трубопровода.

Повышенная температура эксплуатации, наличие солей, сероводорода и углекислого газа в транспортируемом продукте, а также другие факторы – все они способствуют внутренней коррозии. Имеются различные способы борьбы с внутренней коррозией, включая использование специальных сплавов, ингибиторов и покрытий.

Внутреннее эпоксидное антикоррозионное покрытие обеспечивает трубопроводу ряд преимуществ в дополнение к защите от коррозии:

- улучшенные характеристики потока и снижение энергопотребления на прокачку;
- упрощенную инспекцию труб при строительстве;
- защиту от коррозии при хранении труб;
- легкую очистку трубопровода и снижение образования осадений [3].

Эти покрытия имеют достаточно высокую гибкость, стойкость к газам, высокую химстойкость и абразивостойкость. Температура эксплуатации

покрытия зависит от его состава, но максимальная температура эксплуатации эпоксидных покрытий не превышает 140 °С. Толщина покрытия обычно составляет 450 – 500 микрон или немного больше, в случае эксплуатации в особенно агрессивных средах.

Для нанесения внутренних эпоксидных покрытий используются как жидкие, так и порошковые материалы. Порошковые покрытия имеют ряд важных преимуществ перед жидкими: как правило технология нанесения внутренних порошковых покрытий более производительна, имеется более широкий спектр покрытий для разных сред, включая покрытия стойкие к высокоагрессивным средам, технология нанесения порошков более экологична. Как правило, конечная стоимость внутреннего порошкового покрытия ниже, чем стоимость жидких покрытий. Часто выбор жидкого или порошкового покрытия ограничен тем оборудованием, которое уже есть на предприятии, но если речь идет о новом производстве, то следует очень тщательно продумать на какой вид покрытия ориентироваться и какое оборудование закупать.

Свойства порошкового эпоксидного покрытия определяются его составом. Эпоксидный полимер, отвердитель, катализатор отверждения, наполнители и пигменты, а также специальные функциональные добавки – влияют на свойства порошкового эпоксидного покрытия, его технологичность при нанесении и стабильность при хранении.

При выборе порошкового эпоксидного покрытия, при условии достаточной технологичности данного материала на имеющемся оборудовании, основным критерием является его стойкость к имеющимся условиям эксплуатации трубопровода. К основным факторам агрессивной среды относятся: рабочая температура, давление, химический состав.

На сегодняшний день одной из проблем при транспортировке углеводородов в филиале является внутритрубная коррозия. Одно из решений проблемы, использование трубопроводов с внутритрубным эпоксидным

покрытием и втулками защиты сварного шва. Недостаток данного метода кроется в самой втулке. Сужение проходного сечения трубопровода, гидравлические потери, невозможен запуск очистительного поршня.

Данная технология уменьшит недостатки втулок и повысит надежность трубопровода.

При сооружении данного межпромыслового трубопровода будут использованы втулки «CPS» для внутренней защиты сварных швов трубопроводов с внутренним эпоксидным покрытием. Втулка изготовлена из стали и покрыта эпоксидным покрытием. Центрирующие упоры для правильного расположения втулки в трубе, теплоизоляция, и термоактивный материал при монтаже за счет тепла сварки расширяется и заполняет пространство между втулкой и трубой.

Достоинства: отсутствие ограничений монтажных работ при отрицательных температурах, отсутствие использования эпоксидной мастики, незначительное сужение проходного сечения, возможность пропуска очистительного поршня.

Высокие давления не оказывают влияния на работоспособность втулки «CPS» и их можно использовать не только на промысловых трубопроводах.

Термоактивный материал под непрерывным воздействием газоводонефтяной эмульсии не растворяется, не разрушается и сохраняет адгезию к металлу трубы и втулки. Втулка марки «CPS» замедляет процесс коррозии в зоне сварного шва обеспечивая защиту до 20 лет эксплуатации трубопровода.

2.1 Технологическая последовательность

Организация производства работ сводится к пяти группам:

- работы по базовой подготовке строительства – подготовка площадок для складирования и хранения труб, горюче-смазочных материалов и других материалов и оборудования; обустройство полевых передвижных жилых городков;

- подготовка трассы трубопровода – строительство подъездных дорог вдоль трассы трубопровода, специальных переездов через преграды; расчистка трассы от леса, планировка полосы строительства, водоотвод;

- подготовительный цикл основных работ – изоляция труб на специальных базах, сварка отдельных труб в секции на трубосварочной базе, изготовление (гнутье, сварка сегментов, изоляция) кривых вставок;

- основные работы – транспортировка секций труб и кривых вставок на трассу, доставка на трассу утяжеляющих грузов, неповоротная сварка секций труб в плети или сплошную нитку; строительство (монтаж) переходов через преграды; рытье траншеи, изоляция (стыков труб), укладка и засыпка трубопровода, в том числе обвалование проложенного наземно или с частичным заглублением трубопровода;

- заключительный цикл основных работ – врезка и монтаж линейной арматуры и укрытий; очистка полости (продувка с пропуском очистного поршня, промывка с пропуском эластичных поршней-разделителей и др.) и испытание (гидравлическое, пневматическое) трубопровода; заполнение трубопровода транспортируемым продуктом; ликвидаций порубочных остатков, рекультивация [4].

2.2 Подготовительные работы

Работы по расчистке полосы выполняют только после отвода строительной полосы и получения от заказчика документации на право производства работ.

Рубка леса, корчевка пней на трассе осуществляются специальными колоннами с опережением земляных работ. Лес валят валочно-трелевочной машиной и бензомоторными пилами. Сваленный лес трелюется на свободные места трелевщиками, с последующей вывозкой леса. От леса очищается территория в пределах полосы отвода, пни же корчуются в пределах зоны производства земляных работ.

В специализированную бригаду по расчистке строительной полосы от леса, включаются звенья, которые выполняют следующие работы:

- разбивку строительной полосы (засечками на деревьях);
- уборку мелколесья и кустарника;
- валку деревьев;
- устройство разделочных площадок;
- устройство трелевочного волока;
- обрубку и уборку сучьев;
- трелевку хлыстов;
- разделку хлыстов;
- складирование древесины;
- пакетирование порубочных остатков на переработку;
- корчевку пней (бульдозерами) и их уборку;
- планировку строительной полосы;
- использование порубочных остатков [5].

Создание геодезической разбивочной основы для строительства является обязанностью заказчика.

Заказчик создает геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала выполнения строительно-монтажных работ передает поэтапно подрядчику техническую документацию на нее и закрепленные на площадке строительства пункты основы, в том числе:

- знаки разбивочной сети строительной площадки;
- плановые знаки линейных сооружений, определяющие ось, начало, конец трассы, закрепленные на прямых участках не менее чем через 0,5 км и на углах поворота трассы;
- нивелирные реперы вдоль осей инженерных сетей не реже чем через 0,5 км.

В процессе строительства осуществляют геодезический контроль над соответствием положения конструкций и частей сооружений проектным решениям как в процессе их монтажа и временного закрепления, так и после их монтажа (укладки, закрепления) и установки.

Производство геодезических работ в процессе строительства, геодезический контроль входят в обязанности подрядчика.

Строительство трубопровода рекомендуется вести в зимний период.

Через каждые 500 метров по трассе трубопровода предусматривают площадки для разгрузки плетей и разворота техники.

Трассы трубопроводов проходят по болотам 1, 2, 3 типов. Технология прокладки трубопроводов с бровки траншеи и методом сплава по траншее.

При строительстве с бровки траншеи при неразложившемся торфе как в летний, так и в зимний период сооружают временный технологический проезд лежневого типа. При полностью разложившемся торфе в зимнее время сооружают временный технологический проезд путем промораживания болотного грунта.

Заболоченные участки и болота для ускорения их промерзания расчищают от снега.

При подготовке основания вдольтрассовых проездов на болотах, работы по проминке и промораживанию верхнего слоя торфяного грунта выполняют с наступлением устойчивых заморозков, когда температура воздуха в течении 2 дней и более держится ниже минус 10 °С.

Работы по устройству снежного или снежно-ледового покрытия выполняют после того, как основание дороги промерзнет на глубину, обеспечивающую несущую способность зимней дороги.

Движение автомобилей можно начинать тогда, когда снежное полотно уплотнено и выдержано по времени.

До начала работ по строительству трубопроводов временные дороги должны быть приняты по акту.

2.3. Основные работы

2.3.1. Земляные работы

Проектом предусматривается подземная прокладка трубопровода параллельно рельефу местности. Разработка траншеи предусмотрена одноковшовым экскаватором. Работу производят захватками, величина которых назначается равной сменной производительности изоляционно-укладочной колонны, поэтому экскаватору и бульдозеру выделяется определенный участок-захватка. Закончив одну захватку, машина передвигается на другую.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или ВЛ, производят вручную.

Перед разработкой траншеи воспроизводят разбивку ее оси, а на вертикальных кривых – разбивку глубины через каждые 2 метра геодезическим инструментом.

Грунт вынутый из траншеи укладывают в отвал с одной стороны траншеи, на безопасном расстоянии от бровки (не ближе 0,5 м от бровки), оставляя другую сторону свободной для передвижения транспорта.

Засыпку траншеи и рекультивацию земель проводят сразу после укладки и закрепления трубопровода на проектной отметке. При засыпке траншеи мерзлым грунтом трубопровод должен быть предварительно присыпан мягким привозным или попутным вскрышным разрыхленным грунтом толщиной не менее 20 см.

Контроль земляных работ осуществляется непосредственно исполнителями, бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами.

Места установки запорной арматуры, контрольно-измерительной аппаратуры засыпать после их установки.

Обратную засыпку траншей осуществляют бульдозером Т-170 и экскаватором РС-220. Лишний минеральный грунт равномерно распределяют по полосе, при этом образуют небольшой валик над трубой.

2.3.2 Работы по рекультивации земель

После окончания процесса освоения (испытания) и демонтажа оборудования проводят работы по восстановлению нарушенного земельного участка. Производится технический и биологический этапы рекультивации.

Технический этап рекультивации площадок кустов скважин включает в себя следующие работы:

- очистка территории от отходов, строительных отходов, материалов, применяемых в бурении, вывоз отходов на специализированные объекты размещения отходов;

- планировка площадок (засыпка ям, углублений) и откосов;

- укрепление откосов торфо-песчаной смесью (почвосмесью).

Для засыпки амбаров используется грунт, разработанный ранее.

Биологический этап рекультивации – формирование на нарушенных почвах растительного покрова.

2.3.3 Свайные работы

Свайные работы предусматриваются при устройстве оснований под линейные задвижки, кабельные эстакады, установки, технологические площадки и т.д.

Опоры под линейные задвижки в наземных узлах трасс запроектированы на высоте 0,5 метра от планировочной отметки земли из металлических свай-труб.

До начала забивки свай, производят разметку свайного поля, уточняют расположение всех подземных коммуникаций, попадающих в зону работ. Погружение металлических свай выполняют свай-копровой установкой СП – 49 или вибропогружным оборудованием, навешиваемым на экскаватор. Сваи, забиваются без выемки грунта. Забивку свай в зимнее время в сезонно мерзлый грунт в целях сокращения продолжительности забивки, обеспечения их сохранности и погружения до заданных отметок применяют лидерные скважины. В этих случаях лидерные скважины устраивают обычно на 5 см меньше диагонали поперечного сечения погружаемой сваи на глубину сезонного промерзания [6].

Работы по погружению свай включают следующие технологические операции:

- передвижку экскаватора (сваебойного агрегата) на место погружения свай;
- подачу свай;
- подъем и установку её для погружения;
- собственно погружение свай до проектной отметки или заданного отказа.

В процессе погружения свай особое внимание следует уделять правильному положению свай (сохранению вертикальности или заданного угла наклона).

Отклонение погружений свай в плане не должно превышать 0,2 диаметра свай. Число свай имеющих отклонение от проектного положения не должно превышать 25 % от общего числа свай [7].

Ответственность за производство работ несет руководитель работ.

2.3.4 Изоляционные работы, укладка трубопровода

Для защиты трубопроводов и футляров от почвенной коррозии проектом принята конструкция изоляционного покрытия усиленного типа.

Труба 114 х 6 мм для нефтепровода запроектирована с заводским наружным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и внутренним двухслойным изоляционным покрытием на основе эпоксидного материала в соответствии с утвержденными техническими требованиями.

Сварные стыки внутри трубопроводов изолируют вставными втулками внутренней защиты сварных швов. Втулка стальная центрирующая изготовлена с внутренним и наружным полимерным покрытием идентичным покрытию труб, резиновыми уплотняющими манжетами, прокладкой асбестовой и

уплотнительным кольцом. Количество втулок принимают с 10 % запасом для вырезки контрольных образцов и сварки допускных стыков.

Сварные стыки снаружи трубы в подземной части трубопровода изолируют манжетами термоусаживающимися «ТЕРМА-СТМП». Количество манжет принимают с 5 % запасом.

Соединительные детали запроектированы с заводским внутренним двухслойным изоляционным покрытием на основе эпоксидного материала.

Соединительные детали трубопроводов снаружи, сварные соединения труб с деталями трубопроводов изолируют лентой термоусаживающейся «ТЕРМА-СТМП». Для замыкания в «кольцо» ленты термоусаживающейся предусмотрена лента замок «ТЕРМА-ЛКА».

Перед нанесением тепловой изоляции соединительные детали трубопроводов и сварные соединения труб с деталями трубопроводов изолируют снаружи лентой термоусаживающейся. Для замыкания «в кольцо» ленты термоусаживающейся предусмотрена лента-замок «ТЕРМА-ЛКА».

В качестве покровного слоя теплоизоляции для всех трубопроводов используют сталь тонколистовую оцинкованную толщиной 0,5 мм.

Для крепления теплоизоляционного и покровного слоев применяют шурупы-саморезы.

Технология изоляции сварных стыков включает следующие основные операции:

- очистку изолируемой поверхности;
- сушку и подогрев стыка;
- нанесение грунтовки;
- нанесение покрытия;
- контроль качества покрытия [8].

Очистку изолируемой поверхности сварного стыка производят механизированным способом с помощью пескоструйной установки.

Изоляционные работы производят при температуре, указанной в технических условиях по нанесению изоляционного материала. Сушку и нагрев околошовной зоны производят с помощью индукционных установок или других нагревательных устройств, обеспечивающих сохранность заводского защитного покрытия.

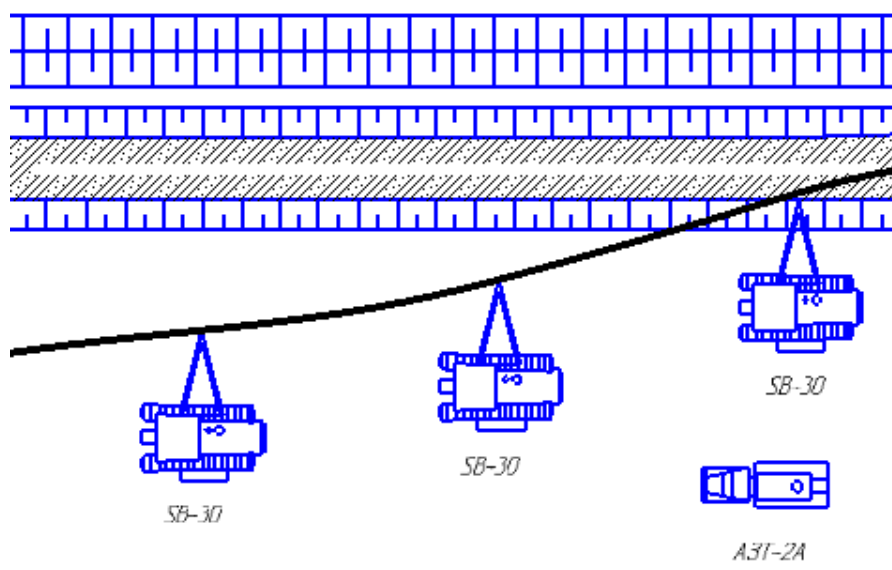


Рисунок 1 – Укладка трубопровода

Укладку трубопровода производят в очищенную от снега и льда траншею и на подготовленное дно, исключая механические повреждения изоляционного покрытия.

2.3.5 Сварочно-монтажные работы

Перед проведением работ по сборке и сварке труб в нитку на трассе выполняют комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ:

- аттестацию технологии сварки и сварщиков;

- подготовку монтажной зоны под вывозку секций труб и кривых вставок;
- вывозка секций труб и кривых вставок на монтажную зону и раскладка на лежки согласно проекту;
- размещение в зоне производства работ необходимых машин, механизмов, оборудования и инвентаря;
- установка в зоне производства работ бытового помещения для отдыха рабочих, хранения сварочных материалов, инструмента и инвентаря.

Механизмы, инвентарь, оборудование должны быть в рабочем состоянии:

- стрелы трубоукладчиков должны быть облицованы эластичными накладками;
- грузозахватные приспособления должны быть испытаны;
- лестницы, применяемые сварщиками, должны быть облицованы мягкими прокладками;
- средства измерения должны быть проверены [5].

Все члены бригады должны быть проинструктированы на месте производства работ по технике безопасности.

Сварочные электроды перед их использованием проходят входной контроль.

Перед сборкой труб в нитку производят визуальный осмотр поверхности торцов и прилегающих к ним поверхностей труб. На поверхности труб не допускаются:

- трещины, плены, рванины, закаты любых размеров;
- царапины, риски и задиры глубиной более 0,2 мм;
- перегибы, гофры, вмятины;
- расслоения, выходящие на концы труб.

Сборку секций труб в нитку производят с использованием наружного центризатора на инвентарных опорах с подкладкой под трубу ковриков из дорнита, исключаящих повреждение заводского изоляционного покрытия.

Монтаж трубопровода в нитку производится до разработки траншеи и осуществляется из труб, изолированных в базовых или заводских условиях.

Раскладка труб (секций) по трассе осуществляется на инвентарных лежках, оснащенных эластичными накладками. Сборка и сварка кольцевых неповоротных стыков производится с применением монтажных опор. Применение для этой цели снежных опор запрещается. Очистка полости труб от снега и наледи производится на трубосварочной базе до сварки одиночных труб в секции. После окончания сварочно-монтажных работ в свободный конец монтируемого трубопровода устанавливают инвентарную внутритрубную заглушку для предохранения от попадания снега в период между рабочими сменами [5].

2.3.6 Переходы через болота

Трасса проектируемого трубопровода проходит по болотам II, III типов.

Способ прокладки трубопровода по болоту принят на основании инженерных изысканий, с учетом экономических показателей. Проектируемый трубопровод предусмотрено проложить подземно непосредственно в торфяном основании с учетом несущей способности торфа. Строительно-монтажные работы на болоте производятся с вдольтрассового проезда. Строительство осуществляется в зимнее время.

Толщина мерзлого слоя, образующегося в естественных условиях, недостаточна для использования его в качестве основания дорог на болотах. Основным мероприятием по ускорению процесса промерзания является расчистка поверхности болота от снега. Также производится намораживание льда поливкой водой. Поверхность льда очищают на ширину намораживания. На кромках устраивают снежные валики высотой 20 – 30 см.

С внутренней стороны валиков укладывают жерди, для обеспечения прочности намораживаемого льда, между валиками перед поливкой водой укладывают слой хвороста.

Намораживание производится поливкой водой с разбрызгиванием водоотливной установкой. Каждый последующий полив производится после того, как предыдущий слой полностью замерзнет.

2.3.7 Переходы промыслового трубопровода через автомобильные дороги

Участки трубопровода, прокладываемого на переходах через автомобильные дороги всех категорий предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов. Конструкция защитных футляров, примененных в работе, соответствует ТПР 01 – 07 «Футляр защитный для нефтепроводов и водоводов Ду 80...1000 мм», разработанного ЗАО «Тюменьнефтегазпроект». Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопроводов через автомобильные дороги IV и V категорий, выводятся на 5 м от бровки земляного полотна.

Переходы через грунтовые и лежневые автодороги предусматривается выполнять открытым способом с устройством объезда. В соответствии с СП 34-116 – 97, РД 39-132 – 94, ГОСТ 55990 – 2014 заглубление промыслового трубопровода, прокладываемого под автодорогами – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха.

Герметизация концов защитных футляров выполняется с помощью герметизирующих резиновых манжет. Протаскивание трубопровода в защитном футляре осуществляется с закрепленными опорно-центрирующими спейсерами из полиамида, которые обеспечивают проектное положение трубы относительно защитного футляра.

Применение футеровочных сегментов значительно сокращает трудоемкость работ и обеспечивает длительный срок службы. После завершения строительно-монтажных работ все используемые дороги или пересекаемые участки дорог должны быть восстановлены. В местах пересечения проектируемого трубопровода с автомобильными дорогами устанавливаются дорожные знаки «Остановка запрещена».

2.4 Заключительные работы

Трубопровод перед вводом в эксплуатацию должен быть очищен, испытан на прочность и проверен на герметичность.

Испытание трубопровода на прочность и проверка на герметичность производится после полной готовности участков трубопровода.

После окончания строительно-монтажных работ подрядчик под контролем заказчика и технадзора производит очистку полости трубопровода, испытания и опорожнение трубопровода от воды, соблюдая инструкцию ОПИУ и единую последовательность работ:

- подъем давления до $P_{\text{раб}}$ и выдержка в течении 3 часов;
- проведение испытаний на прочность;
- снижение давления до $P_{\text{раб}}$ и проверка на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трубопровода, с целью выявления утечек, но не менее 12 часов;
- опорожнение трубопровода от воды.

Перед началом продувки и испытания трубопровода воздухом устанавливают и обозначают знаками безопасности опасные зоны:

- при очистке полости в обе стороны от трубопровода по 40 метров;
- при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня 600 метров;
- при испытании в обе стороны от трубопровода по 100 метров [9].

При гидравлическом испытании и удалении воды из трубопровода устанавливают и обозначают на местности знаками безопасности опасные зоны радиусом 75 метров в обе стороны, а также в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода 600 метров.

Испытание трубопровода на прочность и проверка на герметичность производят после полной готовности участков трубопровода (засыпка, предоставление исполнительной документации на испытываемый объект).

Очистку полости нефтепровода выполняют продувкой воздухом без пропуска очистных устройств.

При пневматическом испытании давление в трубопроводе повышают плавно (не более 0,3 МПа), с осмотром трассы при значении давления, равном 0,3 от испытательного, но не выше 2 МПа. На время осмотра прекращают повышение давления. Дальнейшее повышение давления до испытательного производят без остановок. Под испытательным давлением трубопровод находится для стабилизации давления и температуры в течение 12 часов при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. Затем снижают давление до рабочего, после чего закрывают краны байпасных линий и проводят осмотр трассы, наблюдения и замеры величины давления необходимо вести в течение времени не менее 12 часов. Осмотр трассы производят только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки трубопровода на герметичность.

При заполнении трубопроводов водой для гидравлического испытания из труб полностью удаляют воздух. Воздух удаляется поршнями-разделителями или через воздухопускные клапаны, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха. Закачку воды в трубопровод для испытания осуществляют через фильтры, исключая попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или других посторонних предметов [9].

При подготовке к испытанию каждого участка в соответствии с принятой схемой испытания выполняют следующие операции:

- смонтировать и испытать обвязочные трубопроводы наполнительных и опрессовочных агрегатов;
- смонтировать узел подключения агрегатов к трубопроводу;
- смонтировать контрольно-измерительные приборы;
- смонтировать (при необходимости) воздухопускные краны.

В схеме испытания предусматривают возможность перепуска воды в участки, которые подлежат последующему испытанию. Трубопроводы считаются выдержавшими испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытаний трубопроводов на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки. О производстве и результатах очистки полости, а также испытаний трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность необходимо составить акты.

При температуре окружающей среды ниже 0 °С допускается проведение гидравлического испытания подогретой водой или жидкостями с температурой замерзания ниже температуры окружающей среды.

В условиях отрицательных температур проведения гидравлических испытаний водой должна предусматриваться возможность быстрого удаления из трубопровода опрессовочной воды с помощью заранее установленных поршней - разделителей, перемещающихся под давлением воздуха.

Вода для гидравлических испытаний пресная привозная в автоцистернах с ДНС нефтяного месторождения. Способ утилизации – откачка в систему нефтепроводов и далее на УПСВ, где происходит подогрев и разделение нефтяной эмульсии на нефть и воду.

На время производства работ по испытанию трубопроводов, организуется аварийно-ремонтная бригада. Аварийная ремонтно-восстановительная бригада

должна быть обеспечена автомобилями повышенной проходимости с электросварочными агрегатами, средствами пожаротушения, предохранительными поясами, фонарями, аптечкой, инструментом и другим инвентарем для всех видов строительно-монтажных работ на линейной части трубопровода и узлах запорной арматуры.

3 Расчетная часть

3.1 Проверка на прочность нефтепровода

Условие прочности:

$$\sigma_{\text{пр.н}} \leq \Psi_2 \cdot R_1, \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{пр.н}}$ – продольное осевое напряжение, МПа;

Ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях;

R_1 – расчетное сопротивление материала.

Кольцевые напряжения в стенке трубы от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}, \quad (2)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения на стенки трубопровода, МПа;

n – коэффициент по нагрузке;

P – рабочее давление, МПа;

$D_{\text{вн}}$ – наружный диаметр трубопровода;

δ – толщина стенки, м.

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,102}{2 \cdot 0,006} = 37,4 \text{ МПа.}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб равен:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}}, \quad (3)$$

где Ψ_2 – Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

$\sigma_{\text{кц}}$ – то же что и в формуле 2;

R_1 – то же что и в формуле 1.

$$\Psi_2 = 1 - 0,75 \cdot \frac{37,4^2}{60516} - 0,5 \cdot \frac{1398,8}{60516} = 0,836.$$

$$\Psi_2 \cdot R_1 = 0,836 \cdot 246,3 = 205,9.$$

Проверка условия прочности:

$$107,70 \leq 205,9 \text{ МПа}$$

Условие проверки на прочность выполняется.

3.2 Проверка деформаций нефтепровода

Условие деформаций:

$$\sigma_{\text{кц}} \leq \frac{C}{K_H} \cdot R_2^H, \quad (4)$$

где C – коэффициент, принимаемый для трубопровода 1 категории;

R_2^H – нормативное сопротивление материала, МПа;

K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$|\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \Psi_3 \cdot \frac{C}{K_H} \cdot R_2^H, \quad (5)$$

где Ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы.

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta}, \quad (6)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{4 \cdot 0,102}{2 \cdot 0,006} = 34 \text{ МПа}.$$

$$\frac{C}{K_H} \cdot R_2^H = \frac{0,85}{1} \cdot 330 = 280,5 \text{ МПа}.$$

Проверка условия деформации:

$$34 \leq 280,5 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется.

Абсолютное значение максимальных суммарных продольных напряжений в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий равно:

$$\sigma_{np}^H = 0,15 \cdot \frac{P \cdot D_{вн}}{\delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R_{min}}, \quad (7)$$

где R_{min} – минимальный радиус упругого изгиба трубопровода, м;
 E – модуль Юнга, $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа.

$$\sigma_{np}^H = 0,15 \cdot \frac{4 \cdot 0,102}{0,006} - (-12 \cdot 10^{-6}) \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,114}{2 \cdot 114} = 228,6 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np}^H = 0,15 \cdot \frac{4 \cdot 0,102}{0,006} - (-12 \cdot 10^{-6}) \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,114}{2 \cdot 114} = 18,6 \text{ МПа.}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих максимальных продольных напряжениях определяется по формуле:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{\frac{C}{K_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{\frac{C}{K_H} \cdot R_2^H}, \quad (8)$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{34}{280,5}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{34}{280,5} = 0,883.$$

$$\Psi_3 \cdot \frac{C}{K_H} \cdot R_2^H = 0,883 \cdot \frac{0,85}{1} \cdot 330 = 247,68.$$

Проверка условия деформации:

$$228,6 < 247,68 \text{ МПа.}$$

Выбранная толщина стенки удовлетворяет условиям проверки.

3.3 Проверка общей устойчивости нефтепровода

Определим площадь поперечного сечения трубы по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (9)$$

$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (0,114^2 - 0,102^2) = 0,00203 \text{ м}^2.$$

Найдем продольное осевое усилие в нефтепроводе по формуле:

$$S = (\alpha \cdot E \cdot \Delta t - \mu \cdot \sigma_{\text{кл}}) \cdot F, \quad (10)$$

где μ — коэффициент поперечной деформации, $\mu = 0,3$.

$$S = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 45 - 0,3 \cdot 34) \cdot 0,00203 = 0,209 \text{ МН}.$$

Определим момент инерции поперечного сечения трубы по следующей формуле:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4), \quad (11)$$

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (0,114^4 - 0,102^4) = 0,00000298 \text{ м}^4.$$

Средний диаметр нефтепровода найдем по формуле:

$$D_{\text{ср}} = D_{\text{н}} - \delta, \quad (12)$$

$$D_{\text{ср}} = 0,114 - 0,006 = 0,108 \text{ м}.$$

Нормативный вес единицы длины трубопровода:

$$q_{\text{тр}}^{\text{н}} = \pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot \delta \cdot \gamma_{\text{ст}}, \quad (13)$$

где $\gamma_{\text{ст}}$ – объемный вес материала трубы, для стали $\gamma_{\text{ст}} = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$.

$$q_{\text{мп}}^{\text{н}} = 3,14 \cdot 0,108 \cdot 0,06 \cdot 78500 = 159,72 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Нормативный вес продукта, находящегося в трубопроводе единичной длины, при перекачке нефти:

$$q_{\text{пр}}'' = \gamma_{\text{н(в)}} \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (14)$$

где $\gamma_{\text{н(в)}}$ – объемный вес транспортируемой нефти.

$$q_{\text{пр}}'' = 850 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,102^2}{4} = 6,94 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Вес единицы длины трубопровода с перекачиваемой нефтью:

$$q_{\text{т.п.}} = n_{\text{тр}} \cdot q_{\text{тр}}'' + n_{\text{пр}} \cdot q_{\text{пр}}'', \quad (15)$$

где $n_{\text{тр}}$ и $n_{\text{пр}}$ – коэффициенты перегрузки соответственно для собственного веса трубопровода и веса перекачиваемой нефти, при расчете на устойчивость, $n_{\text{тр}} = 1$, $n_{\text{пр}} = 0,95$.

$$q_{\text{т.п.}} = 1 \cdot 159,72 + 0,95 \cdot 6,94 = 166,313 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Определим сопротивление грунта продольным перемещением трубы по формуле:

$$P_{\text{гр}} = \frac{n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot \left[2D_{\text{н}} \cdot h_0 + \frac{D_{\text{н}}^2}{4} + 2D_{\text{н}} \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \left(\tan \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right)^2 \right]}{\pi \cdot D_{\text{н}}} + \frac{q_{\text{т.п.}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}}, \quad (16)$$

где $n_{\text{гр}}$ – коэффициент перегрузки веса грунта, $n_{\text{гр}} = 0,8$;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей до дневной поверхности,
 $h_0 = 1,1 \text{ м};$

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{гр}} = 20^\circ$;

$\gamma_{\text{гр}}$ – объемный вес грунта, $\gamma_{\text{гр}} = 7000 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$.

$$P_{\text{гр}} = \frac{0,8 \cdot 7000 \cdot \left[2 \cdot 0,114 \cdot 1,1 + \frac{0,114^2}{4} + 2 \cdot 0,114 \cdot \left(1,1 + \frac{0,114}{2} \cdot \tan^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) \right) \right] + 166,313}{3,14 - 0,14} =$$

$= 453,836 \text{ кПа}.$

Предельное сопротивление грунта сдвигу:

$$\tau_{\text{гр}} = P_{\text{гр}} \cdot \tan \varphi_{\text{гр}} + C_{\text{гр}}, \quad (17)$$

$$\tau_{\text{гр}} = 453836 \cdot \tan 20^\circ + 7000 = 0,172 \text{ МПа}.$$

Сопротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода:

$$\rho_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \tau_{\text{гр}}, \quad (18)$$

$$\rho_0 = 3,14 \cdot 0,114 \cdot 0,172 = 0,062 \text{ МПа}.$$

Найдем сопротивление грунта вертикальным перемещением трубы:

$$q_{в.п} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_{вн} \cdot \left(h_0 + \frac{D_{н}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{н}}{8} \right) + q_{т.п.}, \quad (19)$$

$$q_{в.п} = 0,8 \cdot 7000 \cdot 0,102 \cdot \left(1,1 + \frac{0,114}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,114}{8} \right) + 166,313 = 0,571 \cdot 10^{-3} \frac{МН}{м}.$$

Для прямолинейных участков трубопровода продольное критическое усилие находим по формуле:

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt[11]{\rho_0^2 \cdot q_{в.п}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot I^3}, \quad (20)$$

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt[11]{0,062^2 \cdot (0,571 \cdot 10^{-3})^4 \cdot 0,00203^2 \cdot 210000^5 \cdot 0,00000298^3} = 4 \text{ МН}.$$

Проверим выполнение условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (21)$$

$$0,209 \text{ МН} \leq 3,6 \text{ МН}.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается.

Для проверки устойчивости криволинейного участка трубопровода вычисляем по формулам и следующие параметры:

$$\theta = \frac{1}{R_{\min} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{в.п.}}}{E \cdot I}}}, \quad (22)$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{p_0 \cdot F}{q_{\text{в.п.}} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{в.п.}}}{E \cdot I}}}, \quad (23)$$

$$\theta = \frac{1}{114 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,571 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,00000298}}} = 0,00696.$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{0,062 \cdot 0,00203}{0,571 \cdot 10^{-3} \cdot 0,00000298}}}{\sqrt[3]{\frac{0,571 \cdot 10^{-3}}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,00000298}}} = 32.$$

По формуле вычисляем значение продольного критического усилия для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{\text{кр}} = \beta_y \cdot \sqrt[3]{q_{\text{в.п.}}^2 \cdot E \cdot I}, \quad (24)$$

$$N_{\text{кр}} = 53,5 \cdot \sqrt[3]{(0,571 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6)^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 0,00000296} = 3,142 \text{ МН}.$$

Проверим выполнение условия:

$$0,225 \text{ МН} \leq 2,829 \text{ МН}.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на криволинейных участках в заданных условиях обеспечивается [26].

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рабочим местом трубопроводчика линейного является открытая площадка линейной части нефтепровода, где происходит выполнение монтажных и восстановительных работ с использованием сварки; ревизия и ремонт задвижек и кранов; демонтаж и установка контрольно-измерительных приборов; продувка и опрессовка участков трубопровода и монтажных узлов, монтаж переходов, захлестов и катушек, а также другие виды работ.

При обслуживании линейной части нефтепровода трубопроводчик может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (обморожение, солнечные и тепловые удары);
- повышенный уровень напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах;
- пожаро-взрывоопасность;
- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы).

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования [23].

Основными аварийными и чрезвычайными ситуациями являются пожар, взрыв, токсический выброс, а также утечка продукта через разрывы, свищи, трещины и другие повреждения оборудования.

Причинами аварийных ситуаций чаще всего являются:

- наружная и внутренняя коррозия;
- механические повреждения;
- производственный дефект труб;
- брак сварки.

Таблица 2 – Фактическое состояние условий труда на рабочей площадке

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	300	15.06.2016	0 – 50	-	2	0,7
2	4.50	Шум, дБА	80	14.06.2016	62	-	3.2	0,5
3	4.62	Температура, С°	15 – 22	14.06.2016	22,4	-	2	1
4	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	15.06.2016	2 – 4	-	2	1
5	4.64	Влажность, %	15 – 75	13.06.2016	64	-	2	1
6	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	10.06.2016	1272	-	3.1	0,5
7	4.66	ТНС, С	19,5 – 23,9	15.06.2016	17,8	-	2	0,6
8	4.67	КЕО, %	0,6	12.06.2016	0,6	-	2	0,6
9	4.68	Освещенность, лк	150	10.06.2016	70	80	2	0,5
10	5.00	Тяжесть трудового процесса	6000 – 7000	11.06.2016		-	3.1	1
11	5.00	Напряженность трудового процесса		14.06.2016		-	3.1	1

4.2 Охрана труда при производстве работ

Для производства всех работ на территории подрядчику получить разрешительный документ. В акте-допуске указать мероприятия по охране труда, промышленной, пожарной безопасности. Ответственность за соблюдение мероприятий предусмотренных актом-допуском, несет руководитель подрядной организации.

Применяемые во время работ по строительству строительные машины, транспортные средства, производственное оборудование, средства механизации и оснастки, ручные машины и инструменты должны соответствовать требованиям государственных стандартов по безопасности труда. На применяемое оборудование, приспособления, механизмы и транспортные средства иметь сертификаты, паспорта, разрешения Ростехнадзора России на работу в условиях пожаровзрывоопасных объектов (см. п.7.1.1 СНиП 12-03 – 2001).

Ответственность за соблюдение требований безопасности возлагается:

- за техническое состояние машин, механизмов - на организацию, на балансе которой они находятся;
- за проведение обучения, инструктажа по безопасности труда, за соблюдение требований безопасности при производстве работ-на организацию, осуществляющую работы.

Генеральный подрядчик обязан при выполнении работ на производственных территориях с участием субподрядчиков:

- разработать совместно с ними график выполнения совмещенных работ, обеспечивающих безопасные условия труда, обязательный для всех организаций и лиц на данной территории;
- осуществлять их допуск на производственную территорию с учетом выполнения требований акта-допуска;

- обеспечивать выполнение общих для всех организаций мероприятий охраны труда и координацию действий субподрядчиков в части выполнения мероприятий по безопасности труда согласно акту-допуску и графику выполнения совмещенных работ.

Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом-допуском, несут руководители строительных организаций, участвующих в работе, и действующего предприятия. Организации, разрабатывающие и утверждающие проекты производства работ (ППР), должны предусматривать в них решения по безопасности труда, по составу и содержанию соответствующие требованиям, изложенным в приложении к СНиП 12-03 – 2001 и СП 12-136 – 2002. Осуществление работ без ППР, содержащих указанные решения, не допускается. Подрядчик должен обеспечить работников, занятых в строительстве, санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева и проч.).

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. В составе санитарно-бытовых помещений должны быть выделены и укомплектованы места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим. Подготовительные мероприятия должны быть закончены до начала производства работ.

Окончание подготовительных работ на строительной площадке должно быть принято по акту о выполнении мероприятий по безопасности труда. Производственное оборудование, приспособления и инструмент, применяемые для организации рабочего места, должны отвечать требованиям безопасности труда.

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной

защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда, в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений с дирекцией действующего предприятия. Допуск на стройплощадку посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии или не занятых на работах на данной территории запрещается.

4.3 Обеспечение безопасности технологического процесса

В таблице 3 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти, паров нефти и веществ, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов [14].

Таблица 3 – Характеристики углеводородов

Наименование веществ	ПДК мг/м ³	Класс опасности
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2
Серная кислота	1	2
Метанол	5	3
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2

Окончание таблицы 3

Наименование веществ	ПДК мг/м ³	Класс опасности
Сероводород	10	2
Ртуть	0,01	1

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья.

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота [15].

Для контроля воздушной среды на содержание вредных веществ необходимо использовать экспрессный метод химического анализа с помощью переносного универсального газоанализатора [14].

4.4 Санитарно-гигиенические требования к помещению

Все участки линейной части нефтепровода обеспечены возможностью вдольтрассового проезда и подъезда к любой точке нефтепровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

Все объекты оборудованы ограждениями, исключающими возможность доступа посторонних лиц, а также имеют информационные и предупреждающие знаки. Трасса трубопровода обозначается опознавательными знаками, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 500 метров, и на углах поворота. Места пересечения трубопроводов с судоходными

и сплавными реками, а также каналами обозначаются на берегах сигнальными знаками [16].

Предупредительными знаками должны быть обозначены линейные задвижки, краны, вантузы и другие элементы трубопровода, выступающие над поверхностью земли.

Для нормальной работы персонала в производственных помещениях освещенность должна быть не менее 30 лк. Общее освещение территории осуществляется прожекторами с газоразрядными лампами высокого давления, установленными на прожекторных матчах. Линейная часть нефтепровода должна освещаться в местах задвижек и запорной арматуры, переходов, проездов и др. местах обслуживания нефтепровода. Освещенность таких мест составляет не менее 2 лк [21].

Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах должны применяться только взрывобезопасные аккумуляторные фонари группы II [13].

Объекты должны быть оснащены инженерно-техническими средствами охраны, а также охранным освещением не менее 5 на высоте 0,5 метра от земли [16].

Для трубопроводчика линейного предусмотрены санитарно-бытовые помещения и выдача спецодежды, спецобуви, средств индивидуальной защиты (СИЗ):

- ботинки кожаные, сапоги кирзовые или сапоги резиновые;
- рукавицы брезентовые.

Зимой дополнительно:

- куртка и брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке (в I, II, III поясах);
- костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой (в IV и особом поясах) [22].

4.5 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Для исключения аварийных ситуаций используют различные средства и новые технологии.

Для гашения колебаний давления, вибрации и гидроударов применяют стабилизаторы давления. Для проверки состояния трубопроводов, их элементов и деталей, назначают периодические ревизии, проводят гидравлические испытания на прочность давлением воды. Специальные лаборатории дефектоскопии и анализа металлов проводят ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода, контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод), рентгеноконтроль, капиллярный контроль [19].

В результате возможных чрезвычайных ситуаций могут возникнуть следующие поражающие факторы:

- механическое воздействие вследствие разлета осколков, зона действия поражающего фактора 30 метров;
- термическое воздействие при пожаре прилива, зона действия 140 метров;
- барическое воздействие ударной волны при взрыве, зона действия 5 метров [20].

Для защиты персонала на случай ЧС все работники обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Линейная часть трубопровода обеспечена сотовой связью.

Работники живут в строительном поселке в блок-хаусах, которые имеют теплоснабжение, электроснабжение, питьевая вода доставляется автомобильным транспортом.

4.6 Защита работающих в условиях отрицательных температур

Для работающих необходимо создать условия, при которых воздействие сурового климата на организм сводилось бы к минимуму. При метеоусловиях, близких к предельным, но не достигающих этих пределов, рекомендуется устанавливать через каждые 50 минут 10-ти минутные перерывы для обогрева. Во всех случаях общего охлаждения и замерзания человека, следует срочно вызвать врача. Для предупреждения обморожений необходимо производить индивидуальные и массовые профилактические мероприятия. Массовая профилактика осуществляется санитарно-разъяснительной работой, обеспечением работающих на открытом воздухе теплой одеждой и обувью, устройством помещений для обогрева, утеплением транспорта, обеспечением регулярного приема горячей пищи, устройством помещений для сушки одежды и обуви в период отдыха и т.д. Индивидуальная профилактика сводится к содержанию в исправном состоянии одежды и обуви. Помещения для обогрева располагаются на расстоянии не более 100 метров от места работы.

4.7 Защита работающих от солнечной радиации и гнуса

В летнее время нормальная температура внутри помещений временных зданий должна быть 22 – 23 °С и влажность воздуха 40 – 50 %. Окна и двери помещений должны быть затянуты специальной мелкой металлической или нейлоновой сеткой с ячейками 1 x 1 или 0,75 x 0,75 мм для защиты от кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрицы, слепни и др.). Для защиты от солнечной радиации помещения должны быть окрашены в светлые тона. Ткань, из которой делается спецодежда, должна быть ноской, мягкой, легкой, воздухопроницаемой и не вызывать раздражения кожи. Для защиты от перегревания рекомендуется надевать хлопчатобумажные сетки, которые

образуют воздушную прослойку между кожей и верхней рубашкой. Эта воздушная прослойка облегчает испарения пота, уменьшает пропитывание верхней рубашки потом, сохраняя тем самым и воздухопроницаемость, способствует циркуляции воздуха под рубашкой.

Летом при прямом воздействии солнечной радиации на человека возникает опасность перегрева организма, что ухудшает самочувствие и снижает работоспособность. В связи с этим, летом рекомендуется работы производить в наиболее прохладное время суток. В летний период люди подвергаются массовому нападению гнуса. При строительстве в местах массового выплода комаров проводить специальные мероприятия по их уничтожению.

4.8 Пожарная безопасность

Пожары на объектах являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам, таким как коррозионные повреждения, дефекты труб и сварных швов, нарушение правил эксплуатации, внешние воздействия и др. Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неположенном месте.

Нефть представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость темного цвета. Химическая формула – $C_nH_{(2n+2)}$. Состав – многокомпонентная смесь углеводородов метанового ряда, циклосоединений и ароматических углеводородов. Взрывоопасность – не взрывоопасна, пары нефти в смеси с воздухом взрывоопасны. Токсическая опасность – 3 класс опасности по ГОСТ 12.1.007 – 88*, ПДК паров нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³.

Реакционная способность – восстановитель, способна к реакции в среде окислителя. Запах – специфический. Коррозионная активность – скорость коррозии конструкционных сталей не превышает 0,1 мм/год. Меры предосторожности – вентиляция помещений, в замкнутых неветилируемых

пространствах работа в шланговом противогазе, работа не искрящим инструментом, защита от статического электричества и разрядов молнии, использование оборудования во взрывозащищенном исполнении. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов при аварии нефть является природным жидким токсичным продуктом.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей и бородавок на открытых частях тела. Разлив нефти может привести к пожару, к загрязнению земли и водных объектов, в результате чего уничтожается животный и растительный мир. Пары нефти взрывоопасны. Средства защиты – спецодежда; фильтрующие и шланговые противогазы.

Методы перевода вещества в безвредное состояние – отсутствуют. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии – при воздействии факторов пожара при аварии пострадавших необходимо вывести в безопасную зону с напряженностью теплового потока не более $1,4 \text{ кВт/м}^2$, оказать первую помощь при ожогах и вызвать скорую медицинскую помощь или доставить пострадавшего в медицинское учреждение.

4.9 Расчет искусственного освещения вагона-бытовки

С помощью коэффициента использования светового потока рассчитывают равномерное освещение горизонтальных поверхностей при отсутствии крупных затеняющих предметов.

Определяем световой поток лампы (или ламп) в светильнике (F), лм:

$$F = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot z}{n \cdot N \cdot \eta}, \quad (25)$$

где E – нормируемая освещенность, $E = 30$ лк;

K_3 – коэффициент запаса (для общественных зданий), $K_3 = 1,3$;

S – площадь освещаемой поверхности, m^2 .

Площадь освещаемой поверхности находится по формуле:

$$S = a \cdot b, \quad (26)$$

где a – длина помещения, $a = 9$ м;

b – высота помещения, $b = 2,40$ м.

$$S = 9 \cdot 2,40 = 21,6 \text{ м}^2.$$

Найдем индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (27)$$

где A и B – длина и ширина помещения, м;

h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м.

Учитываем высоту рабочей поверхности, находим h по формуле:

$$h = h_{\text{общ}} - h_{\text{раб.пов.}}, \quad (28)$$

где $h_{\text{общ}}$ – высота помещения, $h_{\text{общ}} = 3,40$ м;

$h_{\text{раб.пов.}}$ – высота рабочей поверхности, $h_{\text{раб.пов.}} = 0,75$ м.

$$h = 3,40 - 0,75 = 2,65 \text{ м.}$$

$$i = \frac{9 \cdot 2,65}{2,65 \cdot (9 + 2,65)} = 1,15.$$

Коэффициент отражение светлого деревянного окрашенного потолка ($\rho_{\text{п}}$) = 50 % и стен обшитых фанерой с окнами, закрытыми белыми шторами ($\rho_{\text{ст}}$) = 30 %, $\eta = 0,40$.

$$F = \frac{30 \cdot 21,6 \cdot 1,3 \cdot 1,15}{1 \cdot 3 \cdot 0,40} = 807 \text{ лм.}$$

По рассчитанному световому потоку выбирается ближайшая стандартная лампа накаливания. Допускается отклонение величины светового потока выбранной лампы не более чем на (-10 ... + 20 %).

Ближайшей к получившемуся значению является лампа со световым потоком равным 900 лм, мощностью 75 Вт.

Таким образом, в данном помещении располагаются 3 светильника с лампами типа Б 215-225-60.

5 Экономическая часть

5.1 Расчет капитальных вложений

Расчет капитальных вложений связан с определением стоимости строительно-монтажных работ при сооружении межпромыслового трубопровода.

Для расчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по сооружению межпромыслового трубопровода необходимо определить трудоемкости выполняемых работ в таблице 4.

Таблица 4 – Трудоемкость строительно-монтажных работ по сооружению межпромыслового трубопровода

№ п/п	Виды работ	Трудоемкость (чел.-час)
1	Рубка леса и корчевка пней	1550
2	Строительство временных вдоль трассовых проездов	1800
3	Земляные работы	1820
4	Изоляционные работы	1500
5	Изоляционно-укладочные работы	1400
6	Сварочно-монтажные работы	1400
7	Сооружение надземного перехода	1650
8	Очистка и испытание полости трубопровода	1440
	Итого	12910

Численный состав бригад монтажников, сварщиков и других строительных рабочих определим по профессиям и разрядам в таблице 5.

Таблица 5 – Численный состав бригады по сварочно-монтажным работам

№ п/п	Профессия	Разряд	Численность (чел.)
Звено по подготовке труб			
1	Трубопроводчик линейный	5	4
Звено по сборке труб в нитку и сварке корневого шва			
2	Электросварщик ручной сварки	6	3
3	Машинист электро-сварочного и передвижного агрегата с ДВС	4	2
Звено по сварке заполняющих и облицовочного шва			
4	Электросварщик ручной сварки	5	3
Итого			12

Таблица 6 – Численный состав бригады по изоляционно-укладочным работам

№ п/п	Профессия	Разряд	Численность (чел.)
1	Трубопроводчик линейный	5	2
2	Машинист трубоукладчика	6	2
3	Изолировщик труб на линии	5	4
Итого		8	

Таблица 7 – Численный состав бригады по сооружению надземного перехода

№ п/п	Профессия	Разряд	Численность (чел.)
1	Трубопроводчик линейный	5	1
2	Машинист трубоукладчика	6	2
3	Электросварщик ручной сварки	6	1
4	Машинист электро-сварочного передвижного агрегата с ДВС	4	1
5	Машинист бесперебойного агрегата	4	1
Итого			6

Таблица 8 – Численный состав бригады по очистке и испытаниям полости трубопровода

№ п/п	Профессия	Разряд	Численность (чел.)
1	Трубопроводчик линейный	5	1
2	Трубопроводчик линейный	4	1
3	Дефектоскопист	5	3
Итого			5

Общая численность рабочих – 31 человек, из них машинистов – 8.

Определим время производства работ по видам по формуле:

$$N_{\text{смен}} = \frac{T_c}{q_{(\text{чел})} \cdot t_{\text{см}}}, \quad (29)$$

где $N_{\text{смен}}$ – количество смен;

T_c – трудоемкость работ по видам работ;

$Ч_{(чел)}$ – численность работников, задействованных в работах (состав бригады);

$t_{см}$ – длительность смены в часах.

$$N_{смен} = \frac{12910}{23 \cdot 8} = 184 \text{ смены.}$$

Количество необходимой строительной техники определим в соответствии с технической частью дипломного проекта в таблице 9.

Таблица 9 – Строительная техника для производства работ

№ п/п	Наименование	Марка	Количество
1	Корчеватель	Т-130.1Г-1	2
2	Трубоукладчик	SB-30	3
3	Одноковшовый экскаватор	РС-220	2
4	Бульдозер	Т-170	2
5	Самосвал	Камаз - 5511	2
6	Трактор	Т-150	1
7	Трубовоз	ТПВ УСТ54531К	3
8	Центратор	ЦНЭ6-21	4
9	Сваебойный агрегат	СП-49	1
Итого			20

Стоимость 1 машино-часа эксплуатации техники:

$$C_{\text{маш.час.}} = A + P + З + Э + С + Г + П. \quad (30)$$

Амортизационные отчисления на полное восстановление рассчитываются по формуле:

$$A = \frac{B_c \cdot H_a \cdot K_a}{T \cdot 100}, \quad (31)$$

где B_c – средневзвешенная восстановленная стоимость, 6384000 руб.;

H_a – норма амортизации, 20 %;

K_a – коэффициент, учитывающий отраслевую и региональную инструкцию эксплуатации, 1;

T – годовой режим эксплуатации машин, 4210 маш.час./год.

$$A = \frac{6384000 \cdot 20 \cdot 1}{4210 \cdot 100} = 303,3 \text{ руб.}$$

Определим затраты на выполнение всех видов ремонта по формуле:

$$P = \frac{B_c \cdot H_{\text{рито}}}{T \cdot 100}, \quad (32)$$

где $H_{\text{рито}}$ – годовые нормы затрат на ремонт и техническое обслуживание, 30 % от восстановительной стоимости машин.

$$P = \frac{6384000 \cdot 30}{4210 \cdot 100} = 454,9 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату труда рабочих, обслуживающих машины, зависят от почасовой оплаты труда и количества машин. Следовательно, затраты на оплату труда рабочего за 1 час эксплуатации экскаватора составят:

$$З = З_p \cdot t, \quad (33)$$

где $З_p$ – тарифная ставка за один час работы машиниста пятого разряда, 210 руб./час.;

t – время работы, час.

$$З = 210 \cdot 1 = 210 \text{ руб./час.}$$

Затраты на энергоносители для экскаватора зависят от расхода дизельного топлива ($ДТ = 12 \text{ кг / маш.час}$), региональной рыночной цены приобретения дизельного топлива за 1 кг ($Ц = 35 \text{ руб./кг}$), затрат на доставку до заправляемой машины за 1 кг ($З_{дзм} = 1,2 \text{ руб.}$). Определяются затраты на энергоносители по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{экс}} = ДТ \cdot Ц \cdot З_{\text{дзм}}, \quad (34)$$

$$\mathcal{E}_{\text{экс}} = 12 \cdot 35 \cdot 1,2 = 504 \text{ руб./час.}$$

Определим затраты на смазочные материалы по формуле:

$$C_{\text{см}} = C_{\text{см}} \cdot H_{\text{д}} \cdot K_{\text{н}}, \quad (35)$$

где $C_{\text{см}}$ – рыночная цена на смазочные материалы с учетом затрат на доставку за 1 кг, 55 руб.

$H_{\text{д}} \cdot K_{\text{н}}$ – норма расхода смазочных материалов, 9,7 кг/маш.час.

$$C_{\text{см}} = 55 \cdot 9,7 = 534 \text{ руб./ маш.час.}$$

Затраты на гидравлическую жидкость рассчитываются по формуле:

$$Г = \frac{O \cdot D_{\text{г}} \cdot K_{\text{д}} \cdot П_{\text{г}} \cdot C_{\text{г}} \cdot K_{\text{дг}}}{T}, \quad (36)$$

где O – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы, 140 л;

$D_{\text{г}}$ – плотность гидравлической жидкости, 0,87 кг/л;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент долива гидравлической жидкости, 1,5;

$П_{\text{г}}$ – периодичность полной замены гидравлической жидкости в год, 2;

$K_{\text{дг}}$ – коэффициент затрат гидравлической жидкости, 1,3.

$$Г = \frac{140 \cdot 0,87 \cdot 1,5 \cdot 2 \cdot 167 \cdot 1,3}{4210} = 18,8 \text{ руб. маш час.}$$

Затраты на перебазировку рассчитываются по формуле:

$$\Pi = \frac{B \cdot [P_{\text{т}} + P_{\text{мс}} + P_{\text{пр}} + 3 + (1 + H + \Pi)]}{T_{\text{п}}}, \quad (37)$$

где $P_{\text{т}}$ – сметная расценка на эксплуатацию тягача, 1500 руб./маш.час;

$P_{\text{мс}}$ – сметная расценка на эксплуатацию машины сопровождения, 1300 руб./маш.час.;

$P_{\text{пр}}$ – сметная расценка на эксплуатацию прицепа, 1150 руб./маш.час.;

$H + \Pi$ – норма накладных расходов и прибыли от зарплаты машиниста;

B – время перебазировки машины, 5 маш.час.;

$T_{\text{п}}$ – время работы машины на одной строительной площадке, рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{п}} = \frac{4210}{24} = 175 \text{ маш.час.}$$

Определяем затрат на перебазировку:

$$n = \frac{S \cdot [1500 + 1300 + 1150 + 160 \cdot (1 + 0,96 + 0,6)]}{175} = 124,6 \text{ руб. маш час.}$$

Стоимость одного машино-часа эксплуатации экскаватора:

$$C_{\text{маш.час.}} = 303,3 + 454,9 + 210 + 504 + 534 + 18,8 + 124,6 = 2150 \text{ руб./ маш.час.}$$

Стоимость одного машино-часа эксплуатации остальной строительной техники представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет стоимости эксплуатации строительной техники

Наименование техники	Количество машин по маркам	Стоимость 1 маш. часа, руб./маш. час.	Часы работы машин по проекту	Коэффициент загрузки машин	Стоимость ЭММ всего, тыс. руб.
Корчеватель	2	1980	1472	0,8	4663
Трубоукладчик	3	2810	1472	0,8	9927
Одноковшовый экскаватор	2	2150	1472	0,8	5064
Бульдозер	2	1800	1472	0,8	4239
Самосвал	2	1870	1472	0,8	4404
Трактор	1	1960	1472	0,8	2308
Трубовоз	3	1970	1472	0,8	6959
Центратор	4	2100	1472	0,8	9892
Сваебойный агрегат	1	2300	1472	0,8	2708
Итого	20	-	-	-	50163

Расчет затрат на основные и вспомогательные материалы.

Количество труб определяется по формуле:

$$N_{\text{труб}} = \frac{L_{\text{уч}}}{L_{\text{трубы}}}, \quad (38)$$

где $L_{\text{уч}}$ – длина участка, 5000 м;

$L_{\text{трубы}}$ – длина одной трубы, 12 м.

$$N_{\text{труб}} = \frac{5000}{12} = 417 \text{ труб.}$$

Количество электродов определяется по формуле:

$$N_{\text{эл}} = (N_{\text{труб}} - 1) \cdot n_{\text{эл}}, \quad (39)$$

где $n_{\text{эл}}$ – норма расхода электрода на один стык, 1.

$$N_{\text{эл}} = (417 - 1) \cdot 1 = 416 \text{ кг.}$$

Количество шлифовальных кругов определяется по формуле:

$$N_{\text{шт}} = (N_{\text{труб}} - 1) \cdot n, \quad (40)$$

где $n_{\text{шл}}$ – норма расхода шлифовальных кругов, 0,5.

$$N_{\text{шт}} = (417 - 1) \cdot 0,5 = 208 \text{ кг.}$$

Таблица 11 – Стоимость материалов

Наименование материала	Ед. изм.	Количество	Цена за ед., руб.	Стоимость всего объема, тыс. руб.
Основные материалы				
Труба стальная	шт.	417	33000	11761
Итого затраты на основные материалы				11761
Вспомогательные материалы				
Электроды	кг	416	220	91,52

Окончание таблицы 11

Наименование материала	Ед. изм.	Количество	Цена за ед., руб.	Стоимость всего объема, тыс. руб.
Шлифовальный круг	шт.	208	465	96,72
Дизельное топливо	кг	23652	35	827,82
Итого затраты на вспомогательные материалы				1116,712
Всего затрат по основным и вспомогательным материалам				12877,7
Транспортные расходы, 5%				743,885
Итого:				15621,585

Тарифный фонд заработной платы рассчитывается по формуле:

$$\Phi_{\text{ЗПт}} = TC \cdot N_{\text{рфб.проф.}} \cdot N_{\text{см}} \cdot t_{\text{см}}, \quad (41)$$

где TC – тарифная ставка работника, руб./час.;

$N_{\text{раб.проф.}}$ – количество работников по профессии, чел.;

$N_{\text{см}}$ – количество отработанных смен за время производства работ;

$t_{\text{см}}$ – продолжительность одной смены, час.

Таблица 12 – Заработная плата бригады рабочих за время производства работ

Профессия в бригаде	Разряд	Тарифная ставка, руб./час.	Количество, чел.	ФЗП тарифный, тыс. руб.	Премия, тыс. руб. (30%)	ЗПос, тыс. руб.	Кр, тыс. руб. (0,7 %)	Общий фонд ЗП, тыс. руб. за время производства работ
Электросварщик	6	215	7	1926,4	577,9	2504,3	1753	6761,6
Трубопроводчик линейный	5	200	8	2048	614,4	2662,4	1864	7188,8
Трубопроводчик линейный	4	190	1	234,2	72,96	307,16	215	829,32
Изоляровщик	5	195	4	998,4	299,52	1298	908	3503,92
Дефектоскопист	5	200	3	768	230,4	998,4	700	2696,8
Итого:			23	5975	1795,2	7770,3	5440	20980,44

Средняя месячная заработная плата одного рабочего рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{\text{ср.мес.}} = \frac{N_{\text{ср.мес.}} \cdot ОФ_{\text{ЗП}}}{N_{\text{см}} \cdot N_{\text{раб}}}, \quad (42)$$

где $N_{\text{см.мес}}$ – количество смен в одном месяце;

$ОФ_{\text{ЗП}}$ – общий фонд заработной платы за время производства работ, тыс. руб.;

$N_{\text{см}}$ – количество отработанных смен за время производства работ;

$N_{\text{раб}}$ – количество работников в бригаде, чел.

$$ЗП_{\text{ср.мес.}} = \frac{22 \cdot 20980,44}{184 \cdot 23} = 109 \text{ тыс.руб.}$$

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы рабочих.

Таблица 13 – Сметная стоимость строительно-монтажных работы по проекту

Показатели	Сумма, тыс. руб.
Основные и вспомогательные материалы	12877,7
Расходы на эксплуатацию строительных машин и механизмов	50163
Фонд оплаты труда рабочих и страховые взносы	21685,4
Итого прямые затраты	83473,7

5.2 Расчет эксплуатационных затрат

Издержки производства принимаются по смете затрат на весь объем транспортной работы по действующему трубопроводу. Расчет производится по формуле:

$$\mathcal{E}_p = T_p \cdot \frac{C}{C_{уд}}, \quad (43)$$

где T_p – транспортная работа, тонн.км;

$\frac{C}{C_{уд}}$ – себестоимость перекачки нефти за 1 ед. транспортной работы по материальному предположению предприятия, руб./100 т.км.

$$T_p = V \cdot L \quad (44)$$

где V – объем перекачки нефти, $V = 570$ тыс. т./год;

L – дальность транспортировки, $L = 5$ км.

$$T_p = 570 \cdot 5 = 2850 \text{ тыс. т.} \cdot \text{км} / \text{год.}$$

$$\frac{C}{C_{уд}} = 0,8 \cdot 92,15 = 73,72 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_p = 2850 \cdot 73,72 = 210102 \text{ тыс. руб.}$$

5.3 Расчет прибыли от проекта

$$P_{\text{в}} = T_{\text{п}} \cdot \left(T_{\text{п}} - \frac{C}{C_{\text{уд}}} \right), \quad (45)$$

где $P_{\text{в}}$ – прибыль валовая за год;

$T_{\text{п}}$ – транспортная работа за год по участку, тонн.км.;

$T_{\text{п}}$ – тариф за перекачку, руб./100 т.км.

$$P_{\text{в}} = 2850 \cdot (92,15 - 73,72) = 52525,5 \text{ тыс. руб.}$$

5.4 Расчет показателей экономической эффективности

Дисконтированный поток денежный наличности (ДПДН):

$$\text{ДПДН} = C_{\text{пер}} \cdot a_t, \quad (46)$$

где a_t – коэффициент дисконтирования;

$C_{\text{пер}}$ – первоначальная стоимость.

$$\text{ДПДН} = -83473,7 \cdot 1 = -83473,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$a_t = (1 + E_{\text{н}} + j)^{t_{\text{п}} - t}, \quad (47)$$

где $E_{\text{н}}$ – норма дисконта;

j – процент инфляции;

$t_{\text{п}}$ – год расчетный (год начала работ);

t – год, приводимый к 1 году.

$$a_t = (1 + 0,1 + 0)^{1-1} = 1.$$

Аналогично рассчитываем для остальных лет и заносим в таблице 14.

Прибыль налогооблагаемая:

$$П_{н_{об}} = П_{в} - H_{им} - Л, \quad (48)$$

где $H_{им}$ – налог на имущество;

$Л$ – стоимость ликвидации.

$$П_{н_{об}} = 52525,5 - 436,217 - 0 = 55915,3 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитываем для остальных лет.

Чистая прибыль:

$$П_{ч} = П_{в} - H_{им} - H_{приб}, \quad (49)$$

где $H_{приб}$ – налог на прибыль.

$$П_{ч} = 52525,5 - 1483,9 - 13419,6 = 42495,6 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на имущество рассчитывается как 2,2% от среднегодовой остаточной стоимости основных средств.

Аналогично рассчитываем для остальных лет.

Амортизация:

$$A = \frac{C_{\text{пер}} \cdot H_a}{100}, \quad (50)$$

где H_a – норма амортизации.

$$A = \frac{83473,7 \cdot 5}{100} = 4171,9 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 14 – Расчет показателей экономической эффективности проекта

Показатели	Годы									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Единовременные капитальные вложения, тыс. руб.	83473,7									
Выручка от капитальных вложений, тыс. руб.	-	52525	52525	52525	52525,5	52525	52525	52525	52525	52525
Амортизация годовая (A), тыс. руб.	-	9274,8	9274,8	9274,85	9274,85	9274,85	9274,85	9274,85	9274,85	9274,85
Остаточная стоимость ($C_{ост}$), тыс. руб.	-	74199	64924	55649,1	46374,3	37099,4	27824,5	18549,7	9274,8	0
Налог на имущество ($H_{им}$), тыс. руб.	-	1483,9	1298,4	1112,98	927,5	741,9	556,49	371	185,45	0
Налогооблагаемая прибыль, тс. Руб.	-	55915	56101	56286,2	56471,7	56657,2	56842,7	57028,2	57213,7	57399,2
Налог на прибыль ($H_{пр}$), тыс. руб.	-	13419	13464	13508,7	13553,2	13597,7	13642,2	13686,7	13731,3	13775,8
Чистая прибыль ($П_ч$), тыс. руб.	-	42495	42636	42775,5	42918,5	43059,5	43200,5	43341,4	43482,4	43623,4
ПДН	-83473,7	51770	51911	52052,4	52193,4	52334,3	52475,3	52616,3	52757,3	52898,2
Накопленная ПДН	-83473,7	-31703	20208	72260	124454	176788	229263	281880	334637	387535
Коэффициент дисконтирования	1	0,8485	0,7182	0,6086	0,5158	0,4371	0,3704	0,3139	0,2660	0,2255
ЧТС	-83473,7	43927	37282,	31679,1	26921,3	22875,3	19436,8	16516,2	14033,4	11928,5
Накопленная ЧТС	83473,7	-39546	-2263	29415,4	56336,8	79212,1	98649	115165	129199	141127

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод, для перекачки нефти, спроектирован с соблюдением всех строительных норм и климатических условий. Подобраны оптимальные геометрические размеры, произведена проверка по условию прочности и устойчивости – трубопровод удовлетворяет всем требованиям.

Рассчитаны все нагрузки, действующие на трубопровод, описана технология сооружения межпромыслового трубопровода

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СНиП 23-01 – 99 «Строительная климатология». – Введ. 01.01.2000. – Москва : Стандартинформ, 1999. – 91 с.
- 2 ТУ 1317-006.1-593377520 – 2003 «Трубы стальные бесшовные повышенной эксплуатационной надежности». – Введ. 01.01.2003. – Москва : «НефтеГазСервис», 2003. – 41 с.
- 3 ТУ 1381-012-00154341 – 2002 «Трубы стальные диаметром 102-530 мм с внутренним защитным покрытием на основе порошковых эпоксидных композиций». – Введ. 01.05.2002. – Уфа : «Уралтрансгаз», 2002. – 35 с.
- 4 СП 34-116 – 97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов». – Введ. 01.01.1998. – Москва : Стандартинформ, 1997. – 46 с.
- 5 ВСН 005 – 88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов». – Введ. 01.01.1990. – Москва : Госстрой СССР, 1988. – 52 с.
- 6 ГОСТ 8732 – 78 «трубы стальные бесшовные горячедеформированные». – Введ. 01.01.1979. – Москва : Государственный стандарт СССР. – 14 с.
- 7 ГОСТ Р ИСО 3183-1 – 2007 «Трубы стальные для трубопроводов». – Введ. 01.06.2008. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 110 с.
- 8 СНиП 2.02.03 – 85 «Свайные фундаменты». – Введ. 01.03.1995. – Москва : Стандартинформ, 1985. – 33 с.
- 9 СНиП 3.05.04 – 85 «Монтаж трубопроводов». – Введ. 01.01.1990. – Москва : Стандартинформ, 1985. – 18 с.
- 10 ВСН 011 – 88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». – Введ. 01.02.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1988. – 42 с.

11 ГН 2.2.5.1313 – 2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». – Введ. 30.04.2003. – Москва : Минздрав России, 2003.

12 СП 12-13130 – 2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 32 с.

13 ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия». – Введ. 01.07.2002. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 17 с

14 РД 153-39.4-113 – 2001 «Нормы технологического проектирования нефтепроводов». – Введ. 01.07.2002. – Москва : Миннефтегазстрой, 2001. – 42 с.

15 ГОСТ Р 55435 – 2013 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения». – Введ. 01.11.2013. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 48 с.

16 СНиП 23-05 – 95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 01.01.1996. – Москва : Стандартинформ, 1995. – 21 с.

17 ТОИ Р-112-30 – 96 «Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика». – Введ. 14.06.1996. – Москва : ВНИИГАЗ, 1996. – 48 с.

18 ВППБ 01-05 – 99 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть». – Введ. 01.08.1999. – Москва, 1999. – 69 с.

19 РД 153-39.4-114 – 2001 «Правила ликвидации аварий и повреждений на нефтепроводах». – Введ. 20.02.2002. – Москва, 2001. – 37 с.

20 РД 102-011 – 89 «Охрана труда. Организационно-методические документы». – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989 – 155 с.

21 ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – Введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартинформ, 1988. – 53 с.

22 СНиП 12-03 – 2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования». – Взамен СНиП 12-03 – 99* ; Введ. 01.09.2001. – Москва : Госстрой России, 2001. – 48 с.

23 ВСН 64 – 86 «Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля взрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений». – Введ. 01.07.1986. – Москва : Минхимпром, 1986. – 36 с.

24 ГОСТ 19433 – 88 «Грузы опасные. Классификация и маркировка». – Взамен ГОСТ 19433-81 ; Введ. 01.01.90. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 49 с.

25 Безопасность жизнедеятельности в энергетике : учебник Б40 для студ. высш. учеб. заведений / [В. Г. Ерёмин, В. В. Сафронов, А.Г. Схиртладзе, Г.А.Харламов]. – М. : Издательский центр «Академия», 2010. – 400 с.

26 Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов : учебник / [Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков]. – М. : Издательский центр «Недра», 2005. – 824 с.